

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.155-168>

EDN LXDEFB

УДК 622.276.34

**Алгоритм подбора геолого-технических мероприятий
по доизвлечению запасов на поздней стадии разработки
нефтяного месторождения**

¹Бурханов Р.Н., ¹Валиуллин И.В., ²Лутфуллин А.А., ¹Егорова Ю.Л.,
¹Чухновская Н.А.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия,
²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

**Algorithm of selection of geological and technical measures
for the extraction of reserves at the late stage
of oil field development**

¹R.N. Burkhanov, ¹I.V. Valiullin, ²A.A. Lutfullin, ¹Yu.L. Egorova,
¹N.A. Chukhnovskaya

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

E-mail: ulaegor@rambler.ru

Аннотация. В статье представлены результаты, полученные при анализе эксплуатационного и не эксплуатационного фонда скважин Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского нефтяного месторождения с целью выявления и локализации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) пластов. Объектами для выявления и локализация остаточных извлекаемых запасов на Южно-Ромашкинской площади были пласты «в», «Г₁», «Г₂», «д» пашийского горизонта Д₁. Данные по пластам анализировались из данных программного комплекса NGT Smart. По результатам картостроения определялись наиболее перспективные зоны и участки с остаточными извлекаемыми запасами. Для выделенных зон предложен алгоритм подбор геолого-технических мероприятий (ГТМ) как для скважин в отдельности, так и для локализованных зон. Разработка алгоритма подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению остаточных извлекаемых запасов нефти, основана на классификации скважин на категории и выделения перспективных зон и участков локализации запасов нефти.

© Бурханов Р.Н., Валиуллин И.В., Лутфуллин А.А., Егорова Ю.Л., Чухновская Н.А., 2023

Ключевые слова: алгоритм, скважина, категория, накопленная добыча нефти по пластам, анализ, локализация, остаточные извлекаемые запасы, геолого-техническое мероприятие, оптимизация

Для цитирования: Бурханов Р.Н., Валиуллин И.В., Лутфуллин А.А., Егорова Ю.Л., Чухновская Н.А. Алгоритм подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению запасов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.155-168. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.155-168>. - EDN LXDEFB

Abstract. The article presents the results obtained by analyzing the operational and non-operational well stock of the Yuzhno-Romashkinskaya area of the Romashkinskoye oil field in order to identify and localize residual recoverable reserves (RRR) of formations. The objects for the identification and localization of residual recoverable reserves on Yuzhno-Romashkinskaya Square were the layers "b", "g₁", "g₂", "d" of the Pashiysky horizon D₁. The data on the layers were analyzed from the data of the NGT Smart software package. Based on the results of mapping, the most promising zones and areas with residual recoverable reserves were determined. For the selected zones, an algorithm is proposed for the selection of geological and technical measures (GTM) both for wells individually and for localized zones. The development of an algorithm for the selection of geological and technical measures for the recovery of residual recoverable reserves of oil is based on the classification of wells into categories and the allocation of promising zones and areas of localization of oil reserves.

Key words: algorithm, well, category, accumulated oil production by formations, analysis, localization, residual recoverable reserves. geological and technical event, optimization

For citation: R.N. Burkhanov, I.V. Valiullin, A.A. Lutfullin, Yu.L. Egorova, N.A. Chukhnovskaya Algorithm podbora geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy po doizvlecheniyu zasposov na pozdney stadii raz-rabotki neftyanogo mestorozhdeniya [Algorithm of selection of geological and technical measures for the extraction of reserves at the late stage of oil field development]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 155-168. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.155-168>. EDN LXDEFB (in Russian)

Современное состояние нефтедобывающей отрасли характеризуется переходом большинства крупных месторождений на позднюю стадию разработки. Для планирования рациональной выработки эксплуатационных объектов возникает необходимость создания алгоритмов выявления зон с остаточными извлекаемыми запасами нефти, при использовании которых поиск данных участков будет происходить с минимальными трудозатратами и с минимизацией рисков [2].

При заводнении многопластового нефтяного месторождения происходит постоянное ухудшение структуры и состава остаточных запасов по геологическим и технологическим причинам. Наибольшая их доля локализуется в целиках, возникающих при опережающей выработке одних участков эксплуатационного объекта по сравнению с другими, и представляют собой не дренируемые или слабо дренируемые участки.

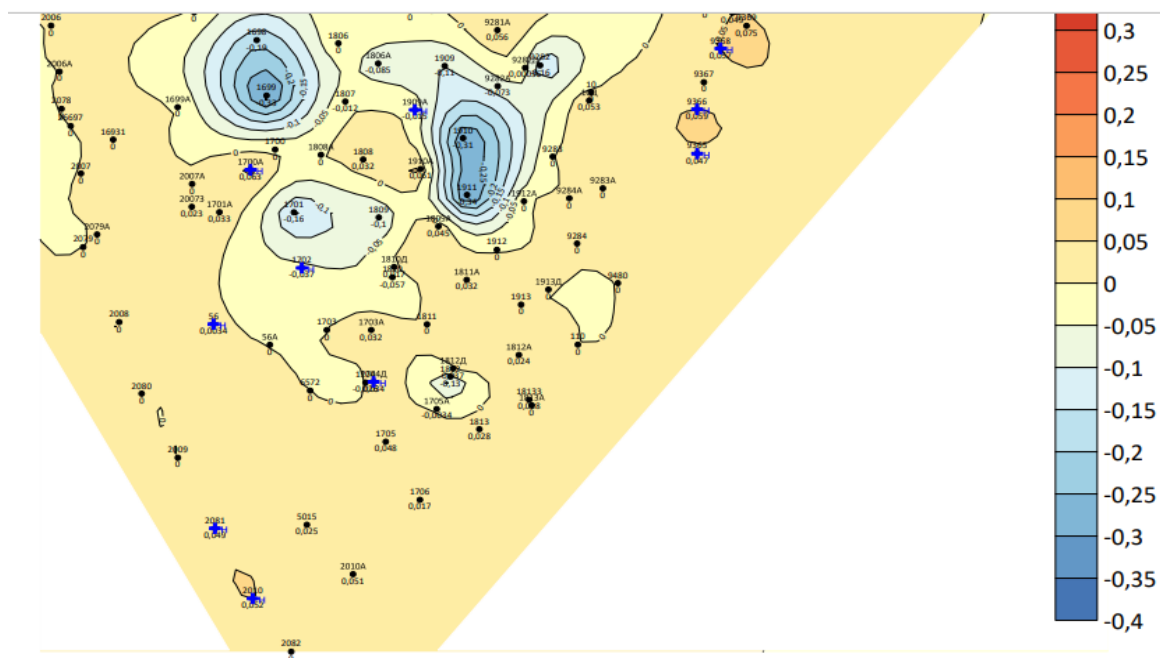
В связи с этим, основной целью исследования является выявление наиболее перспективных зон локализации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) и подбор геолого-технических мероприятий (ГТМ) для обеспечения вовлечения их в разработку.

В качестве самостоятельного объекта Южно-Ромашкинская площадь была введена в разработку в 1954 г. Основным эксплуатационным объектом являются отложения пашийского горизонта франского яруса верхнего девона, представленные переслаиванием песчаных, песчано-алевролитовых и аргиллитовых пород, коллекторами, в которых являются хорошо отсортированные мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты.

Объектами для выявления и локализация остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) на Южно-Ромашкинской площади были пласты «в», «Г₁», «Г₂», «д» пашийского горизонта Д₁. Данные по пластам анализировались из данных программного комплекса NGT Smart, содержащих существенный объем верифицированных исторических данных в цифровом формате по добыче и закачке, изменению пластового давления $P_{пл}$, фильтрационно-емкостных свойств пород (ФЕС) и т.д.

Анализ эксплуатационного и не эксплуатационного фонда скважин Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского нефтяного месторождения позволил выявить остаточные извлекаемые запасы в добывающих, нагнетательных, ликвидированных, пьезометрических и других по назначению скважинах.

Для каждого из пластов «В», «Г₁», «Г₂», «Д» были построены карты - нефтенасыщенной толщины, пористости, начальной нефтенасыщенности, категорий и начальных запасов, накопленной добычи, остаточных запасов и плотности остаточных извлекаемых запасов.



Условные обозначения:

- 5015 добывающая скважина
0,025 плотность ОИЗ, т/м³
- + 2010 нагнетательная скважина
0,052 плотность ОИЗ, т/м³

Рис. 1. Пример карты плотности остаточных извлекаемых запасов (пласт «в»)

Каждому из пластов, выделенных в добывающих и нагнетательных скважинах, была присваивалась категория (всего 6 категорий). К категории 1, представляющей наибольшей интерес, были отнесены пласты кондиционных коллекторов, залегающие выше ВНК, первично вскрытые бурением, но вторичное вскрытие (перфорация) которых не производилось, а также не вскрытые пласты, предположительно залегающие ниже основных объектов. В них по разработанному и апробированному алгоритму, представленному на рис. 2, была произведена количественная оценка остаточных запасов.

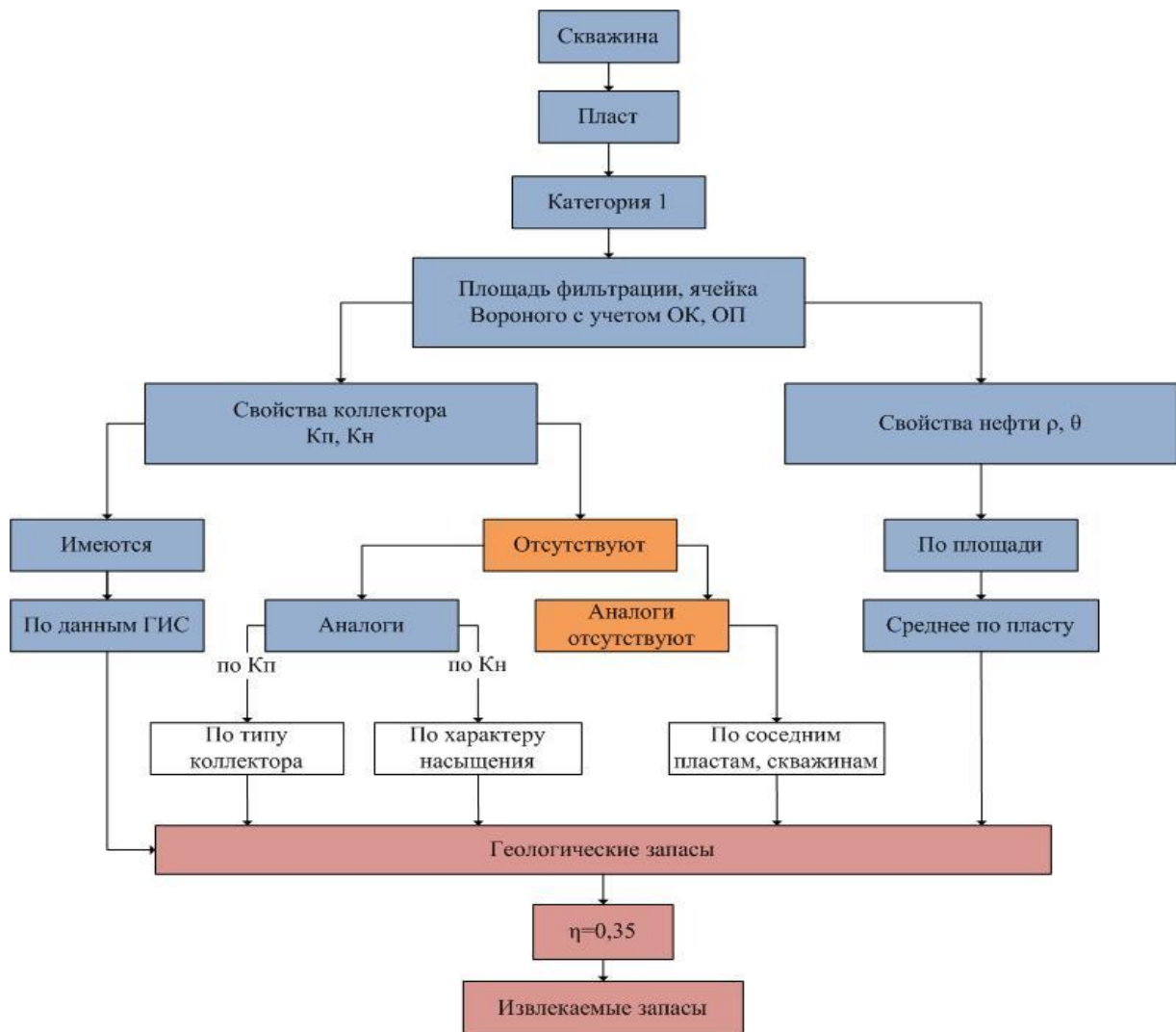


Рис. 2. Алгоритм подсчета остаточных извлекаемых запасов [1]

Для выявления ОИЗ применен ретроспективный метод, заключающийся в анализе и обобщении исторических данных по разведке и длительной истории разработки изучаемых пластов, включивший промежуток времени более 70 лет. Для этого в доступных информационных системах проведен анализ текущего состояния, перфорации, месячных рапортов работы МЭР, каротажных материалов по всем категориям скважин, включая ликвидированным и пьезометрическим. С целью количественной оценки остаточных запасов, подбора ГТМ для включения их в разработку и прогнозирования профилей добычи по результатам ГТМ применен метод алгоритмов, представляющих собой последовательность разработанных инструкций и типовых правил для

эффективного достижения поставленных целей, что особенно важно при анализе большого набора исторических данных по скважинам. Так количественная оценка остаточных запасов производилась объемным методом на основе собранных фактических данных по площади фильтрации (принималась равной ячейке Вороного), емкостным характеристикам пород и свойствам остаточной нефти (Гутман, 1985) по алгоритму представленному на рис. 2. Недостающие сведения восполнялись по аналогиям с соседними скважинами, находящимися в одной структурной и фациальной зоне. Суммарные запасы локализованных зон определяются простым суммированием запасов по скважинам.

Оценка локализации запасов позволила выявить остаточные извлекаемые запасы в разрезающих рядах нагнетательных скважин, центральных и стягивающих добывающих рядах, в ликвидированных добывающих нагнетательных и других скважинах, нередко локализуются на участках, примыкающих к зонам слияния коллекторов, выклинивания, контурам нефтеносности, распространения коллекторов с ухудшенными емкостно-фильтрационными свойствами и отобрать наиболее перспективных скважин для проведения геолого-технических мероприятий.

Для доработки пластов, содержащих остаточные запасы нефти необходимо рассматривать геолого-технических мероприятия (ГТМ), включающие простую, сложную или комплексную оптимизацию. Простая оптимизация предлагается для одиночных скважин, она может включать в себя перестрел или дострел. Комплексная оптимизация касается локализованных зон и включает бурение горизонтального ствола (БГС), зарезку бокового ствола (ЗБС) или гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Разработка алгоритма подбора ГТМ (рис. 3-6) по доизвлечению остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти, основана на классификации скважин на категории. Всего предлагается выделить 6 категорий.

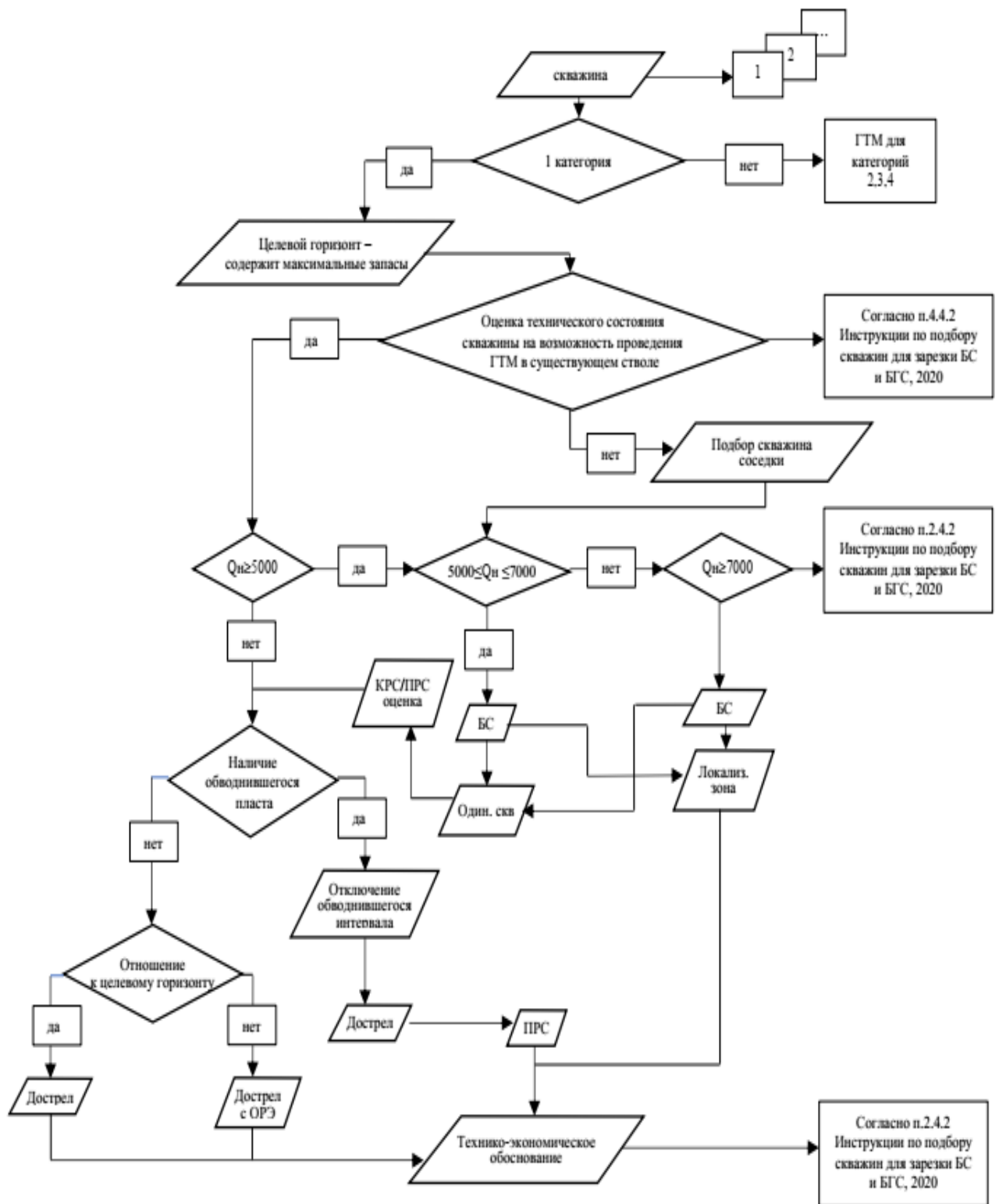


Рис. 3. Алгоритм подбора ГТМ (категория 1) [1]

К первой категории (рис. 3) относятся скважины, вскрывающие пласты ранее не разрабатывавшиеся, сложенные кондиционными коллекторами.

Скважинам с пластами с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой присуждалась вторая категория (рис. 4).

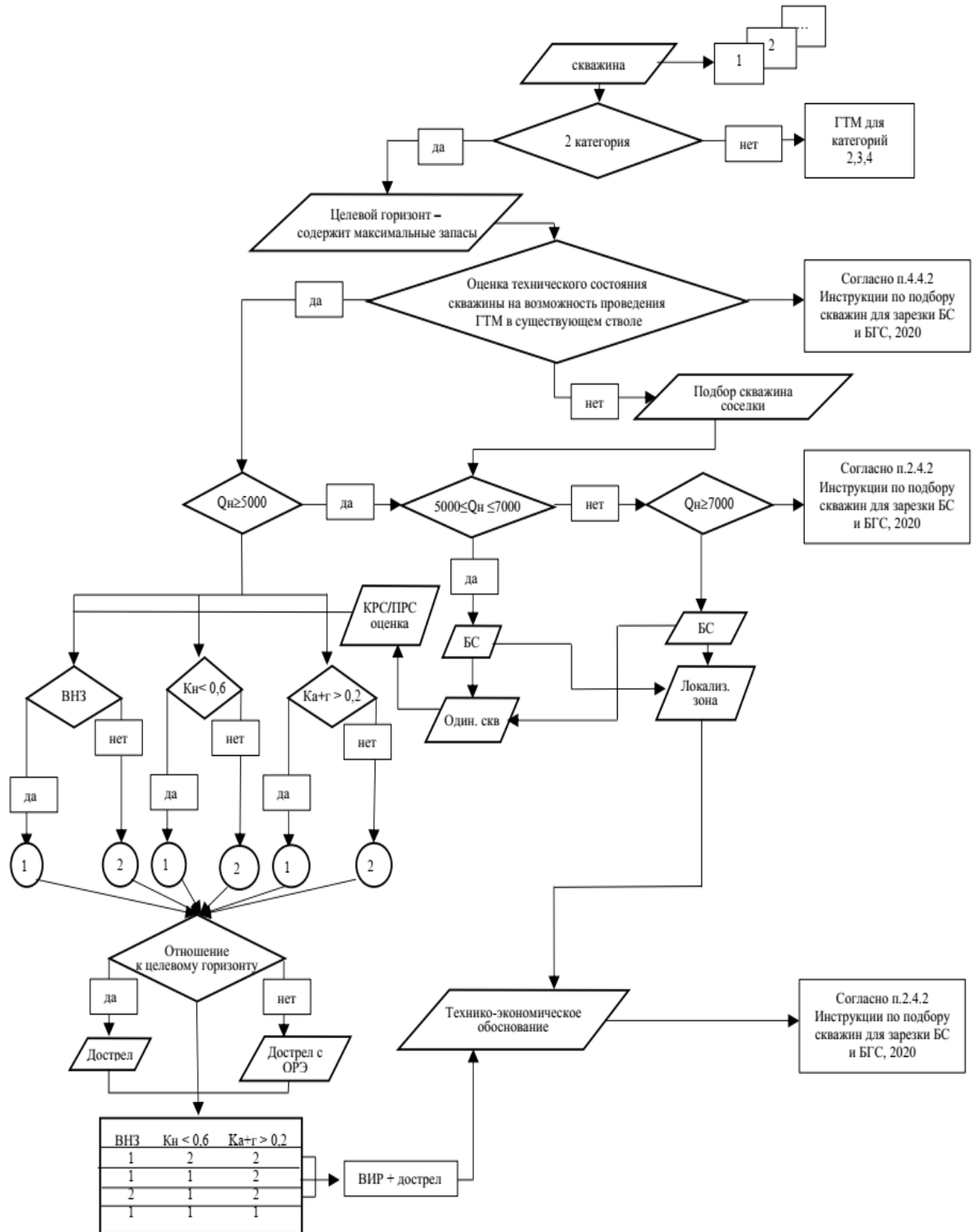


Рис. 4. Алгоритм подбора ГТМ (категория 2) [1]

К третьей категории (рис. 5) предлагается относить ранее разрабатывавшиеся, но оставленные до достижения предельной обводненности, а к четверной категории разрабатываемые в настоящее время интервалы.

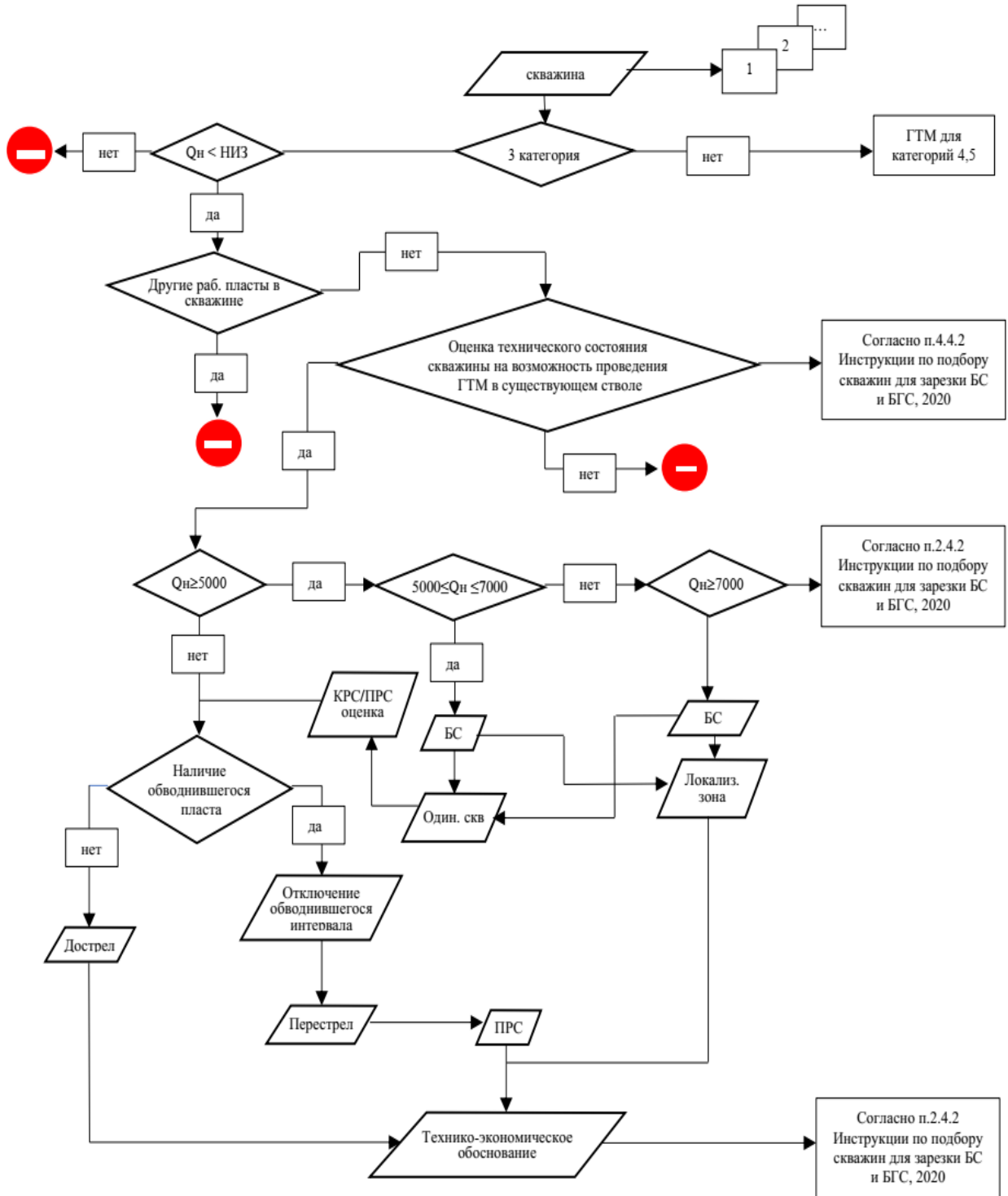


Рис. 5. Алгоритм подбора ГТМ (категория 3) [1]

Пласты, оставленные по достижению предельной обводненности, предлагается относить к категории 5 (рис. 6). Выклинивающиеся, замеченные не коллекторами или считающиеся водоносными интервалы относить к категории 6.

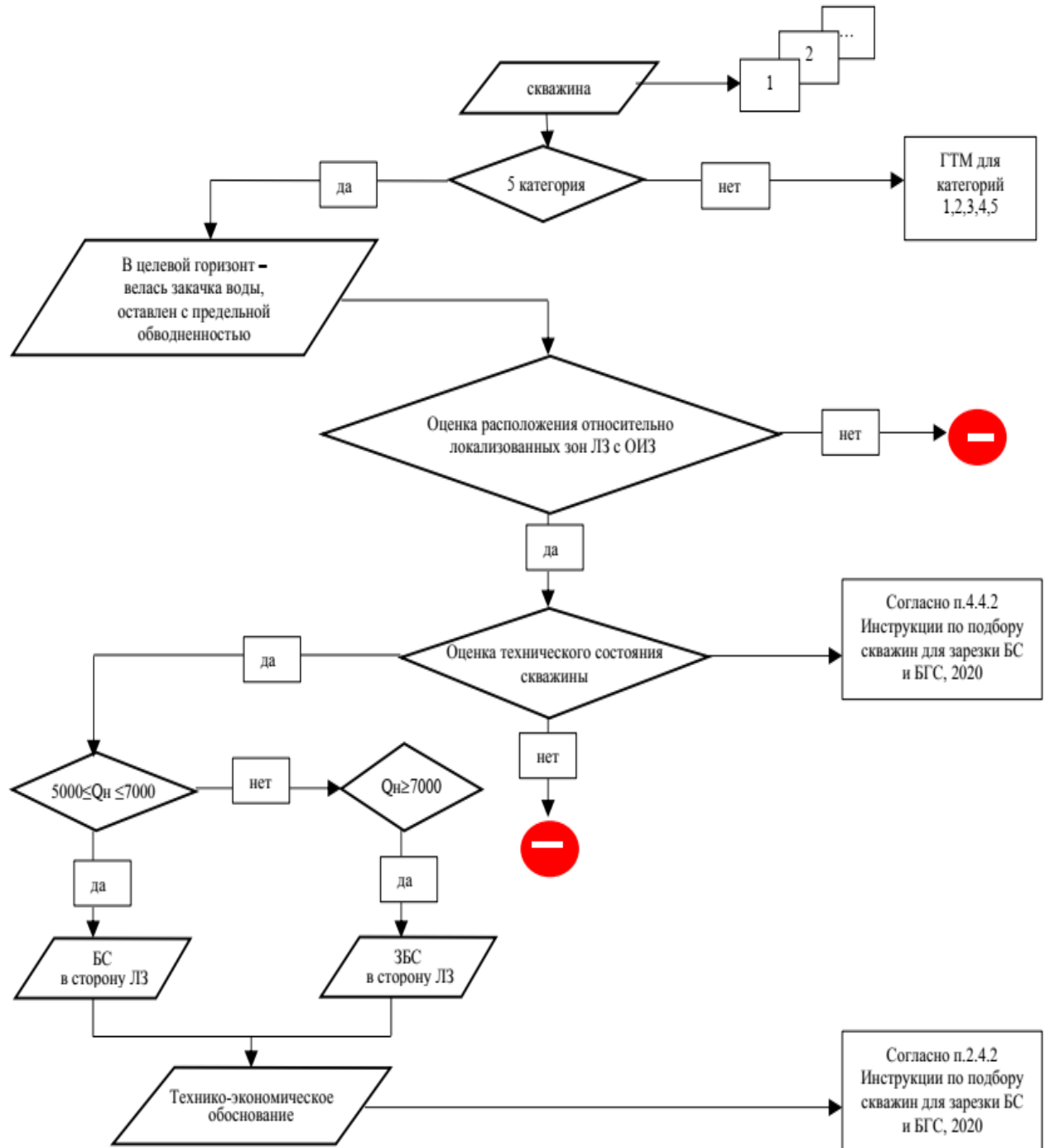


Рис. 6. Алгоритм подбора ГТМ (категория 5) [1]

Причем одна и та же скважина, имеющая несколько продуктивных пластов, может быть отнесена одновременно к нескольким категориям, так как категория оцениваются по каждому пласту в отдельности.

На рис. 7 показано распределение остаточных извлекаемых запасов Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения по категориям. Согласно проведенному анализу, наибольший объем остаточных извлекаемых запасов Южно-Ромашкинской площади относится к 5 категории, т.е. сосредоточены в пластах, оставленных с предельной обводненностью, и в пластах с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой.

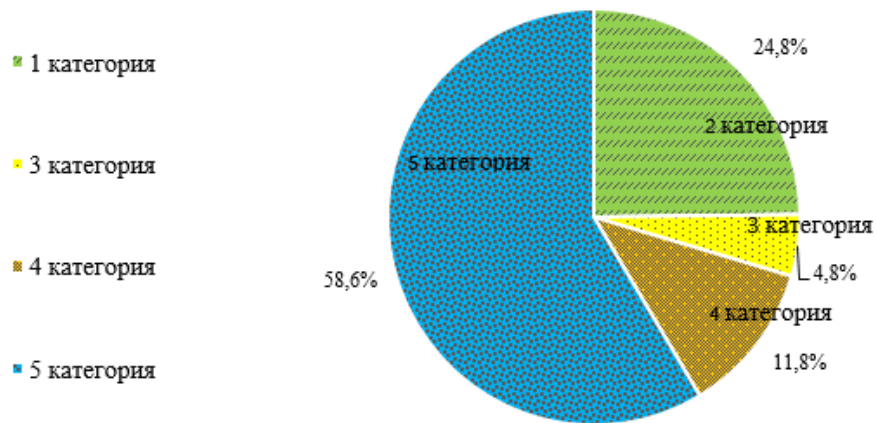


Рис. 7. Распределение остаточных извлекаемых запасов по категориям на Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения

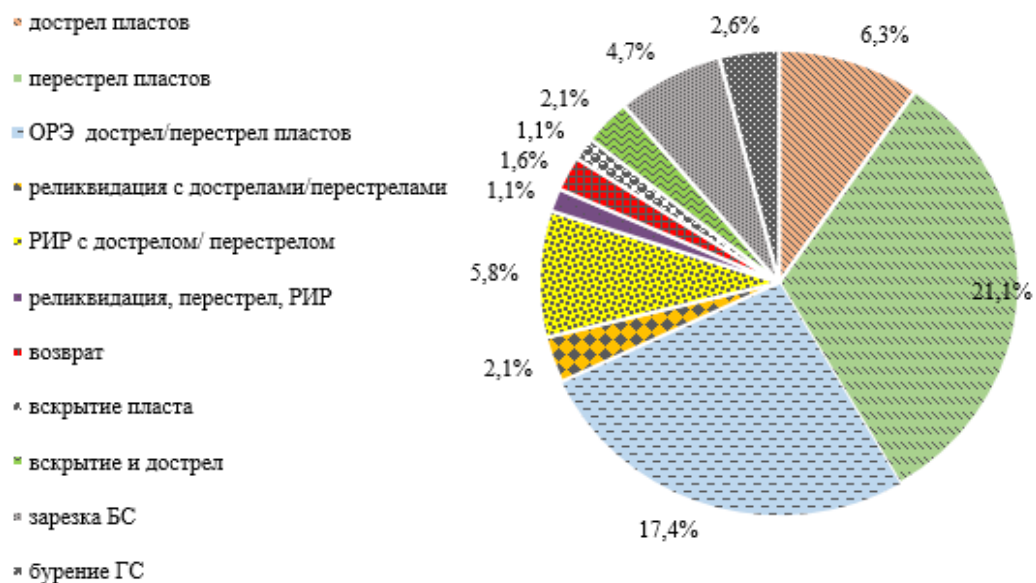


Рис. 8. Распределение предлагаемых ГТМ по доизвлечению ОИЗ на Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения

Предлагаемый алгоритм подбора ГТМ в первую очередь рекомендует оценить техническое состояние скважины, в которой выявлены остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) нефти. В случае удовлетворительного технического состояния скважины, выделению ОИЗ более 5000т, в зависимости принадлежности их к целевому горизонту и наличию в разрезе обводнившегося интервала могут быть рекомендованы дострел пласта, дострел пласта для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) или дострел с работами по подземному ремонту скважины (ПРС).

Для ОИЗ 5000-7700т и более 7000т в зависимости от характера локализации предлагаются зарезки боковых стволов (БС) или боковых горизонтальных стволов (БГС). В любом случае рекомендуется детальное технико-экономическое обоснование предлагаемого ГТМ.

Список литературы

1. Анализ и локализация остаточных запасов нефти пластов "Г", "Д" (D1 «Г+Д» - D4) Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения с формированием программы мероприятий по их довыработке: Отчет по НТУ/ АГНИ; рук. Бурханов Р.Н. – Альметьевск, 2022г
2. Бурханов Р.Н. Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения /А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, И.Р. Раупов, И.В. Валиуллин, И.М. Фаррахов, М.В. Швыденко//Георесурсы, 2022. Т. 24. № 2. с. 125–138
3. Агишев Э.Р. Локализация зон остаточных запасов нефти правобережной группы месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» /А.Г. Гимранова, Д.А. Сляднева, А.В. Рамаданов// Нефтяная провинция, 2020(22), с. 36-48.
4. Воронова Е.В. Создание методики оценки остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. Актуальные проблемы нефтегазового дела. //Сборник научных трудов, Т.1, 2006г, с. 26–30
5. Галимов И.Ф. Анализ эффективности доразработки терригенных пластов на Южно-Ромашкинской площади в условиях поздней стадии их эксплуатации. /Ф.А. Губайдуллин, П.В. Исаев// Нефтяное хозяйство, 2018г, № 2, с.2-4.
6. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. / Москва: Недра, 1985г, 223 с.
7. Инструкция по подбору скважин для боковых стволов и боковых горизонтальных стволов.-Альметьевск: ПАО «Татнефть», 2020, 69 с.

References

1. Analysis and localization of residual oil reserves of the formations "G", "D" (D1 "G+D" - D4) of the Yuzhno-Romashkinskaya area of the Romashkinskoye field with the formation of a program of measures for their further development: NTU/AGNI report; hands. Burkhanov R.N. – Almeteyevsk, 2022

2. Burkhanov R.N. Algorithm of retrospective analysis on identification and localization of residual reserves of the developed multi-layer oil field /A.A. Lutfullin, A.V. Maksyutin, I.R. Raupov, I.V. Valiullin, I.M. Farrakhov, M.V. Shvydenko//Georesources, 2022. Vol. 24. No. 2. pp. 125-138
3. Agishev E.R. Localization of zones of residual oil reserves of the right-bank group of fields of PJSC Slavneft-Megionneftegaz /A.G. Gimranova, D.A. Slyadneva, A.V. Ramadanov// Oil Province, 2020(22), pp. 36-48.
4. Voronova E.V. Creation of a methodology for assessing residual oil reserves in fields at the final stage of development. Actual problems of oil and gas business. //Collection of scientific papers, Vol.1, 2006, pp. 26-30
5. Galimov I.F. Analysis of the efficiency of additional development of terrigenous formations on Yuzhno-Romashkinskaya square in the conditions of the late stage of their operation. /F.A. Gubaidullin, P.V. Isaev// Oil economy, 2018, No. 2, pp.2-4.
6. Gutman I.S. Methods of calculating oil and gas reserves. / Moscow: Nedra, 1985, 223 p.
7. Instructions for the selection of wells for lateral trunks and lateral horizontal trunks. - Almet'yevsk: PJSC Tatneft, 2020, 69 p.

Сведения об авторах

Бурханов Рамис Нурутдинович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой «Геология»,
Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: burkhanov_rn@mail.ru

Валиуллин Ильсур Вазихович, кандидат технических наук, ведущий специалист,
Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: agnisale@yandex.ru

Лутфуллин Азат Абузарович, заместитель начальника Департамента управления разработкой месторождений «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: lutfullinaa@tatneft.ru

Егорова Юлия Левонтьевна, старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»,
Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Чухновская Наталья Анатольевна, старший преподаватель кафедры «Геология»,
Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: nchukhnovskaya75@mail.ru

Authors

R.N. Burkhanov, candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor, head of the Department "Geology", Almeteyevsk state oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: burkhanov_rn@mail.ru

I.V. Valiullin, candidate of technical sciences, leading specialist, Almeteyevsk state oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: agnisale@yandex.ru

A.A. Lutfullin, Deputy Head of the Department for Management of Field Development, Tatneft-Dobycha PJSC TATNEFT
75, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: lutfullinaa@tatneft.ru

Yu.L. Egorova, senior lecturer of the Department "Development and operation of oil and gas fields", Almeteyevsk state oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: ulaegor@rambler.ru

N. A. Chukhnovskaya, senior lecturer of the Department of "Geology", Almeteyevsk state oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: nchukhnovskaya75@mail.ru

Статья поступила в редакцию 04.03.2023

Принята к публикации 20.03.2023

Опубликована 30.03.2023